

Power-to-Hydrogen: Technische und Ökonomische Bewertung von Wasserstoff als Energieträger und – Speicher

Ergebnisse der Studie Plan-DelyKad

Prof. K. Andreas Friedrich, Christoph Noack
Institut für Technische Thermodynamik
Pfaffenwaldring 38-40, Stuttgart

LBST: Ulrich Bünger, Jan Michalski

KBB Underground Technologies: Fritz Crotogino, Sabine Donadei

Fh-ISE: Tom Smolinka, Christopher Voglstätter

DLR: Dominik Heide, Thomas Pregger, Karl-Kien Cao, Svenja Kolb

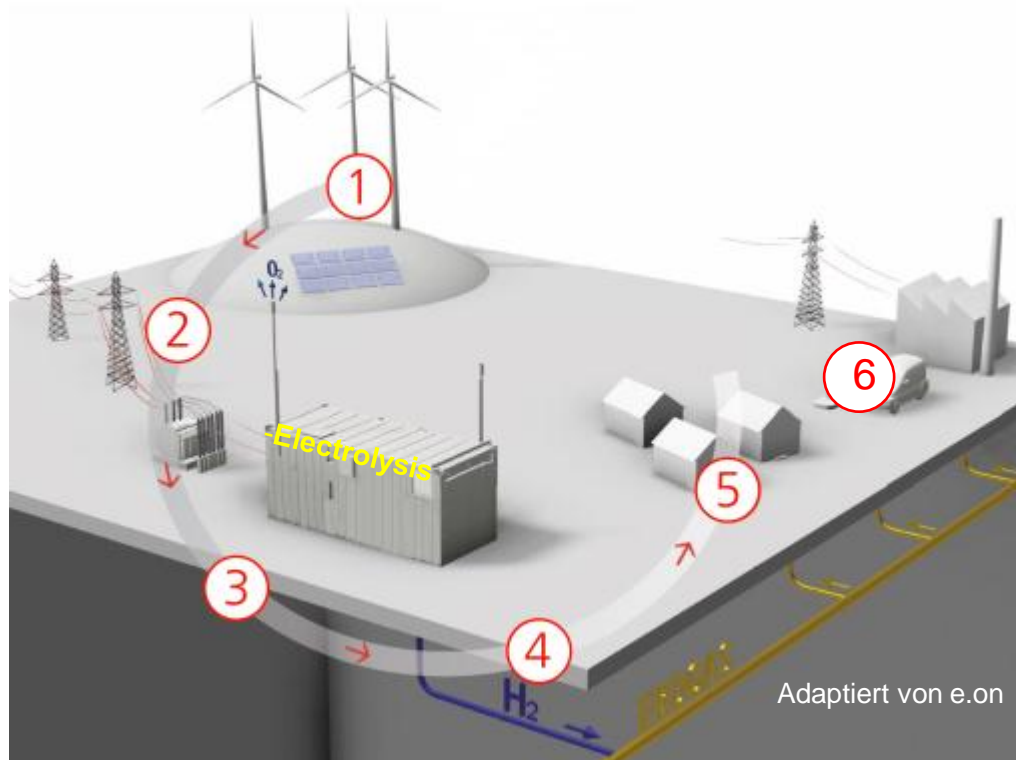
Uni Stuttgart: Stefan Belz

A large, curved image of the Earth from space occupies the bottom right portion of the slide. It shows a view of the planet's surface with blue oceans, green landmasses, and white clouds. The curvature of the Earth is clearly visible, with the horizon line curving upwards from the bottom left towards the right.

Wissen für Morgen

Hintergrund

- Hoher Anteil von Erneuerbaren Energien (EE) in der Stromversorgung verlangt Langzeitspeicher
- Intermittierendes Überangebot an EE wird signifikant ansteigen (~25 TWh für Deutschland in 2050 stehen mind. für Wasserstoff-Produktion zur Verfügung)



Adaptiert von e.on

- 1 Intermittierender Überschuss an EE aus Wind und Sonne
- 2 Einspeisung in das elektr. Netz
- 3 Wasserstoffherstellung über Elektrolyse (3000 - 4000 h pro Jahr)
- 4 Wasserstoff kann über das Erdgasnetz verteilt werden
- 5 Wasserstoff kann für Industrie und Wärmezeugung genutzt werden
- 6 **Mobilität für Brennstoffzellenfahrzeuge**



Wasserstoffbedarf 2010 – 2050

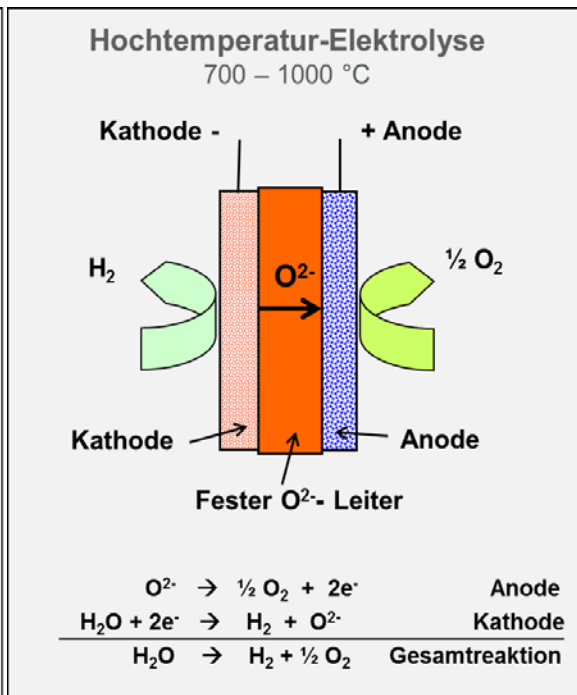
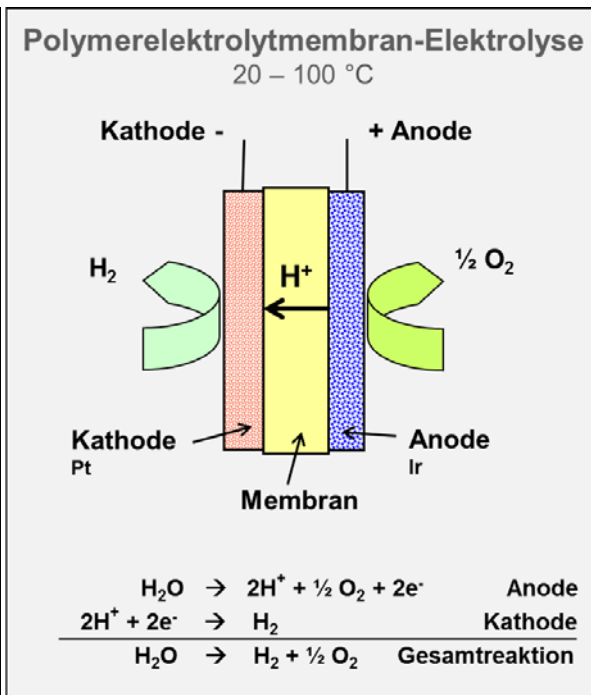
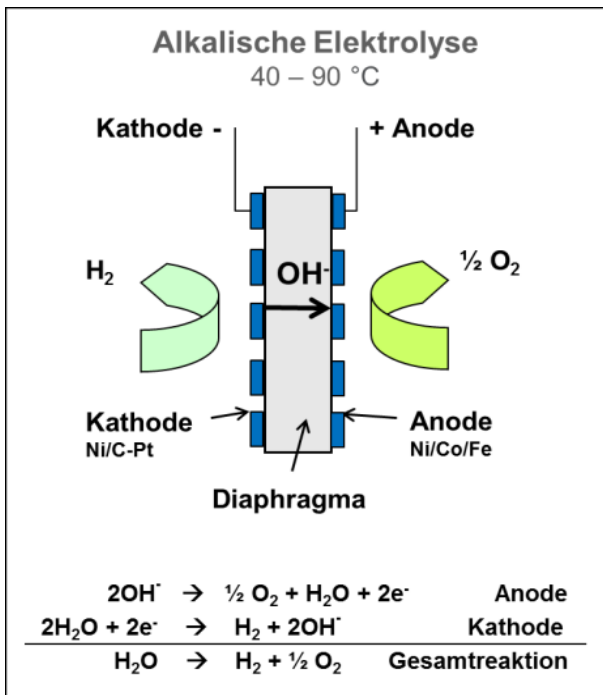
Industrie, Mobilität, Rückverstromung

- EE-Anteile „PV+Wind“ bei Bruttostromerzeugung:
20% (2015), 54% (2030), 82% (2050)
- Regelreserve: Zunahme bei neg. und pos. Regelleistung
→ Sekundärregelleistung bis +15%, Minutenreserveleistung bis +100%

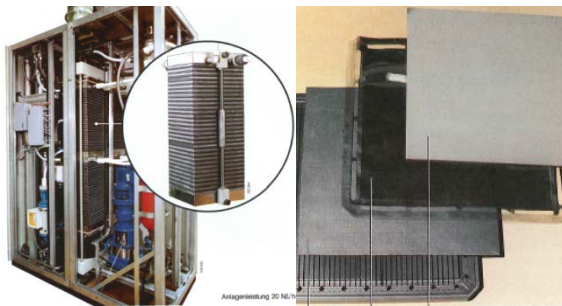
	2010	2015	2030	2050	Quelle
Wasserstoff-Bedarf gesamt (Mrd. Nm ³)	<u>22,5</u>	<u>19,3</u>	<u>20,9</u>	<u>44,55</u>	
Industrie (Mrd. Nm ³)	<u>22,5</u>	<u>19,2</u>	<u>18,3</u>	<u>15,0</u>	Öko-Inst.
Ammoniak	7,5	6,5	6,6	6,6	
Methanol	3,5	4,2	4,1	4,0	
Raffinerien	9,5	8,3	4,6	1,4	
Sonstige	2,0	2,0*	3,0*	3,0*	*Annahme
Mobilität (Mrd. Nm ³)	<u>0,0*</u>	<u>0,1*</u>	<u>5,6</u>	<u>22,4</u>	BMU11,
davon Individualverkehr				3,0	18,0 NOW, DLR,



Funktionsprinzip der Wasserelektrolyse



Quelle: ELT



Quelle: Brown Boveri



Quelle: Ceramtec

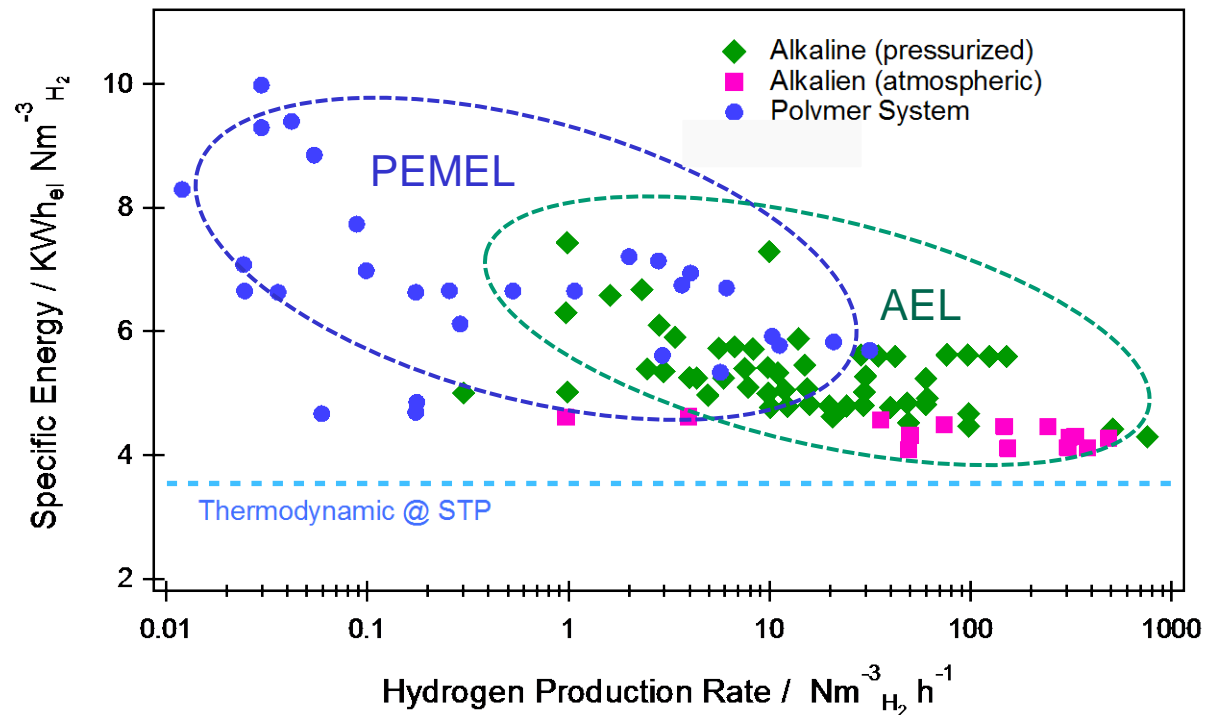


Vorhandene Elektrolyse-Technologien

- Herstellerangaben
- Stationärer Betrieb
- Alkalische Elektrolyse im größeren Maßstab
- Polymer Elektrolyse mit höherer Leistungsdichte und Überlastfähigkeit



Alkaline Electrolyser ELT



Data based on study: T. Smolinka, M. Günther, and J. Garche (FCBAT)
 „Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien“ for NOW



Motivation und Ziele der Studie

Untersuchung der Voraussetzungen für die Erprobung eines integrierten **Gesamtsystems "Strom – Wasserstoff – Großspeicherung – Nutzung"** in energiewirtschaftlich relevanten Dimensionen

- Wasserelektrolyse als Schlüsseltechnologie (5 -> 100 MW)
 - Polymer Elektrolyse (Fraunhofer ISE)
 - Alkalische Elektrolyse (DLR)
- Kavernen als Speicher im großen Maßstab (KBB)
- Techno-ökonomische Simulation des integrierten Gesamtsystems (LBST, DLR)
- Untersuchung möglicher Absatzmärkte für Wasserstoff und Regelernergie (DLR)



Status Elektrolyse

Alkalische Elektrolyse

- Bewährte Technologie
- Langjährige Dauerhaltbarkeit im großen Maßstab erreicht
- Komplexeres System
- Stärkere Wirkungsgradverluste und eventuell Degradation im Teillastbereich
- Forschungsbedarf auf Stackebene, für Erhöhung der Gasreinheit und elektrischer Effizienz



Status Elektrolyse

PEM-Elektrolyse

- Geringer Platzbedarf durch kompakte Bauweise
- Skalierbarkeit durch modularen Aufbau
- Schnelles Reaktionsvermögen
 - Anwendung im dynamischen Betrieb:
 - Intermittierende Einspeisemengen
 - Strompreisschwankungen
- Überlastfähigkeit
- Forschungsbedarf v.a. im Bereich der Materialentwicklung
 - Dauerhaltbarkeit
 - Kosten
 - Verfügbarkeit



Konzeption eines Elektrolysesystems

1) Kleinsystem: **5 MW**

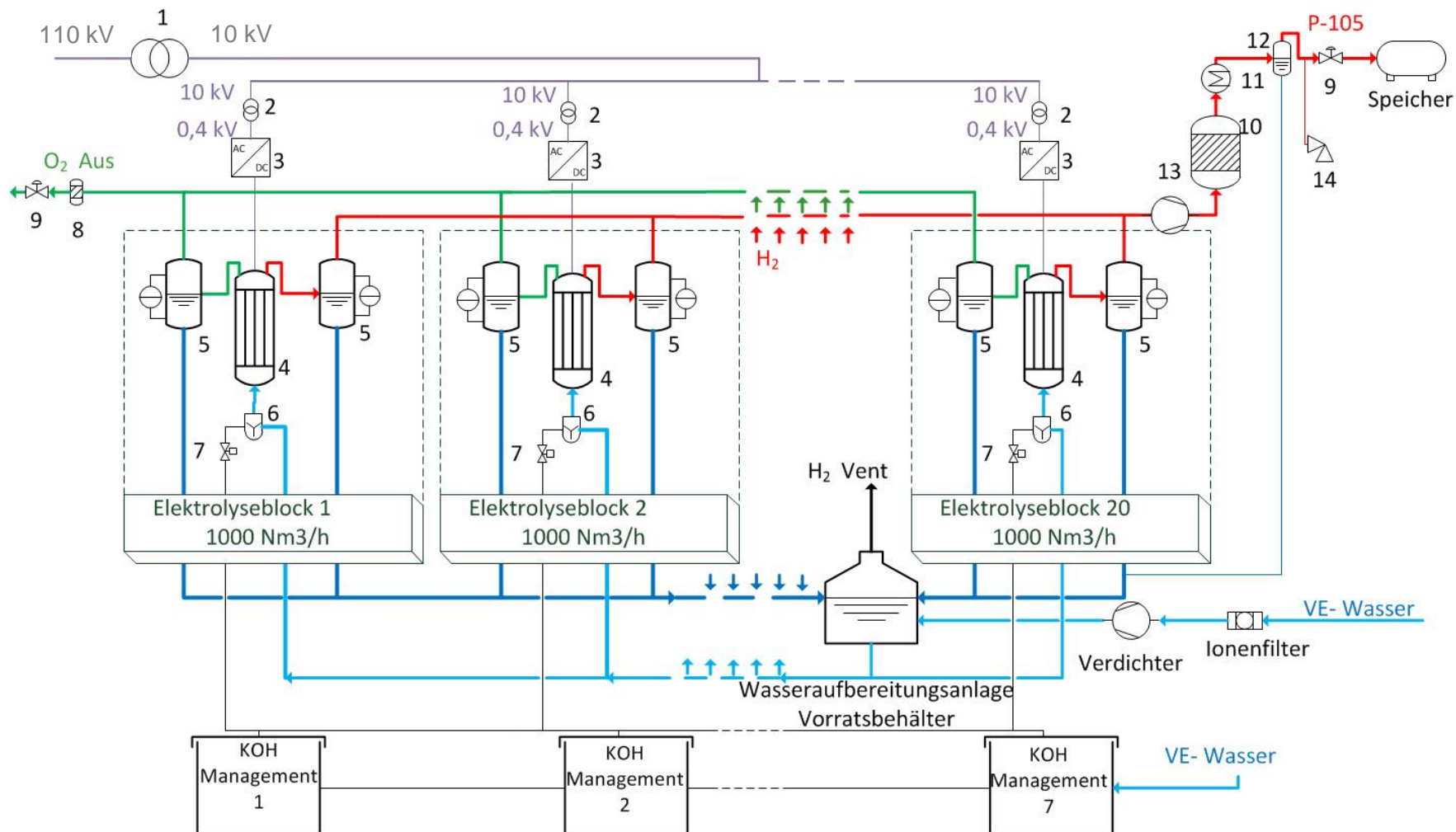
2) Skalierung auf **100 MW**

→ Relevante Größenordnung für untersuchtes integriertes Gesamtsystem

- Konzeption und Optimierung von
 - Verfahrenstechnik
 - Stacktechnologie und -materialien
- Kostenaufstellung (Capex und Opex)
- Erwartete Technologiefortschreibung

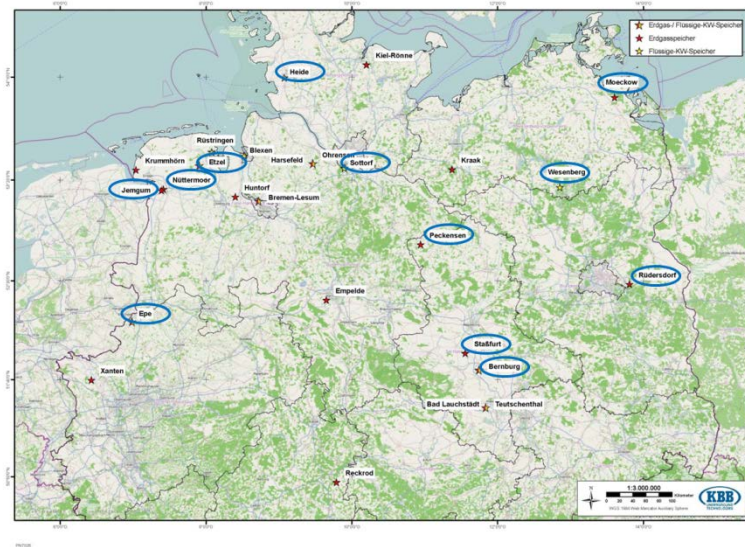


Verfahrenstechnik 100 MW Alkalische Elektrolyse

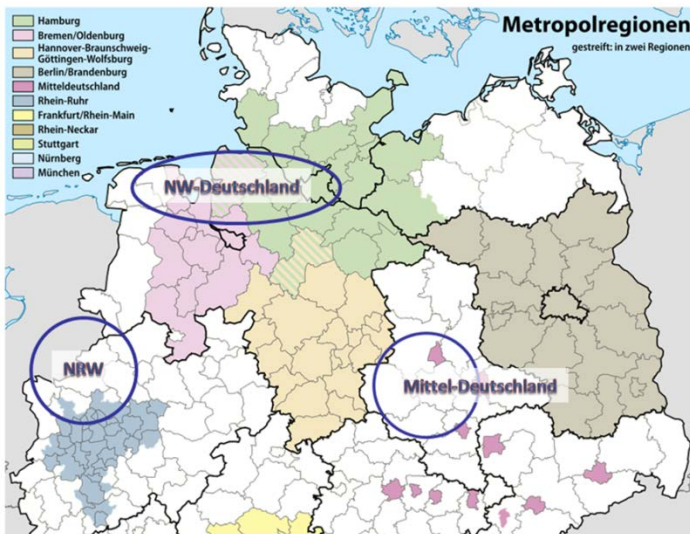


Identifikation von Speicherstandorten im Untergrund

Bewertung der Salinarvorkommen für den Kavernenbau



Abschätzung des Speicherpotentials für ausgewählte Lokationen



Arbeitsgasvolumen

In Mio. m³ für Wasserstoff (theor.)

NW-Deutschland (Jemgum, Krummhörn, Nütemoor, Etzel, Huntorf, Bremen-Lesum, Harsefeld)

4600

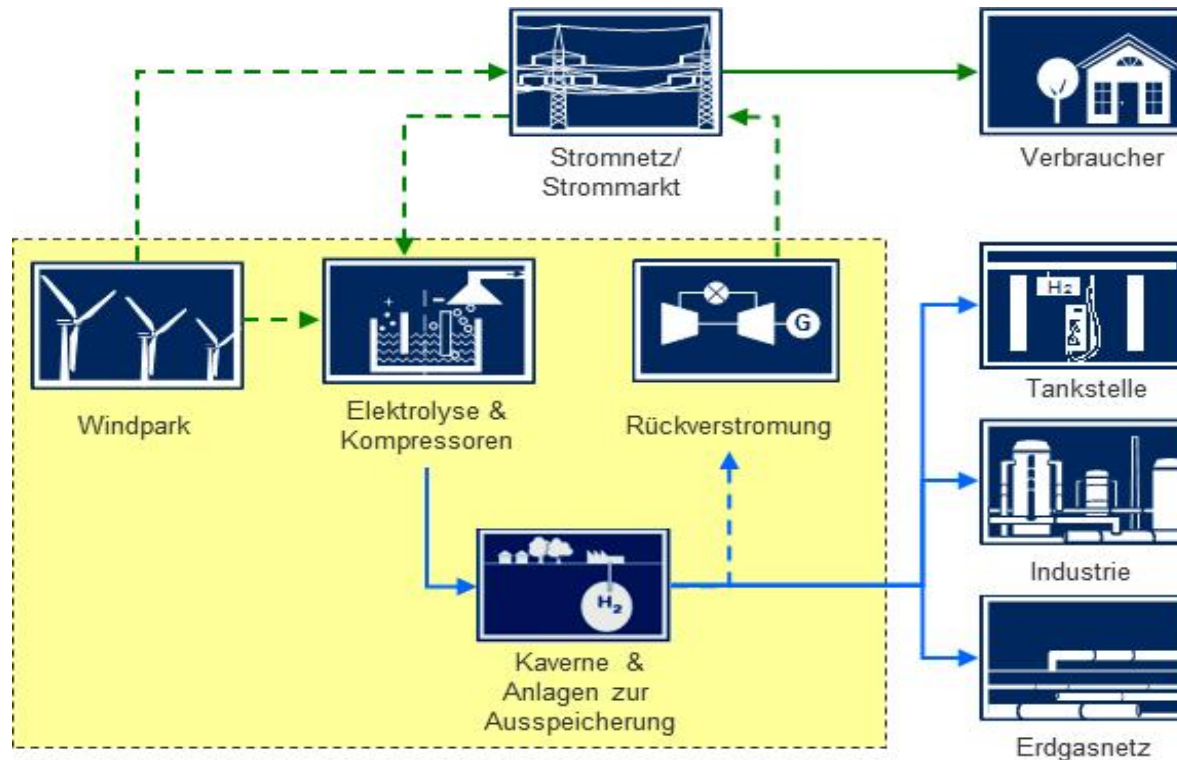
NRW (Epe, Xanten)

2400

Mittel-Deutschland (Bernburg, Stassfurt, Bad Lauchstädt)

1811

Abgrenzung des Systems



-  Strom
  Wasserstoff
  Betrachtetes System
 Optionale oder alternative Beziehung (Strom oder Wasserstoff)



Analyse der Randbedingungen großtechnischer Wind-Wasserstoff-Speicherung

Kriterien	Mobilität 2025 /2050	Industrie 2050	Erdgasnetz 2050	Elektrizität 2050
Nachfrageprofil	Tankstelle	Konstant	Konstant	Typische Stromnachfrage
H ₂ -Nachfrage	24.000 t _{H₂} /a	24.000 t _{H₂} /a	24.000 t _{H₂} /a	24.000 t _{H₂} /a
H ₂ -Preis* [€/kg _{H₂}]	5,38/6,37**	2,00	NG-Preis ca. 1,90	Strompreis ca. 3,70
Oberirdische Anlage (Komponenten vor Speicher)	Verdichter + andere Prozesse***	Verdichter + andere Prozesse***	Verdichter + andere Prozesse***	Verdichter + andere Prozesse***
Oberirdische Anlage (Komponenten nach Speicher)	PSA + Verdichter	Verdichter + Trocknung	Einspeisestation + Trocknung	Kraftwerk + Trocknung

* Alle Preise als „zu erzielende Preise“ in heutigen Märkten, Preisdifferenzierung kann sich zukünftig ändern, ohne Infrastruktur & Retail

** FECV: 0,54 kg/100 km, Infrastruktur & Retail Kosten: ca. 3,00 €/kgH₂
 Diesel: 1,70 / 2,21 €/litr, 2,95 ltr/100 km, H₂-Äquivalenzkosten: 4,38 - 5,31 €/kgH₂
 Benzin: 1,80 / 2,25 €/litr, 3,50 ltr/100 km, H₂-Äquivalenzkosten: 6,38 – 7,43 €/kgH₂
 Mehrwertsteuer 19%, Kraftstoffsteuer 13,90/57,15 €/MWh

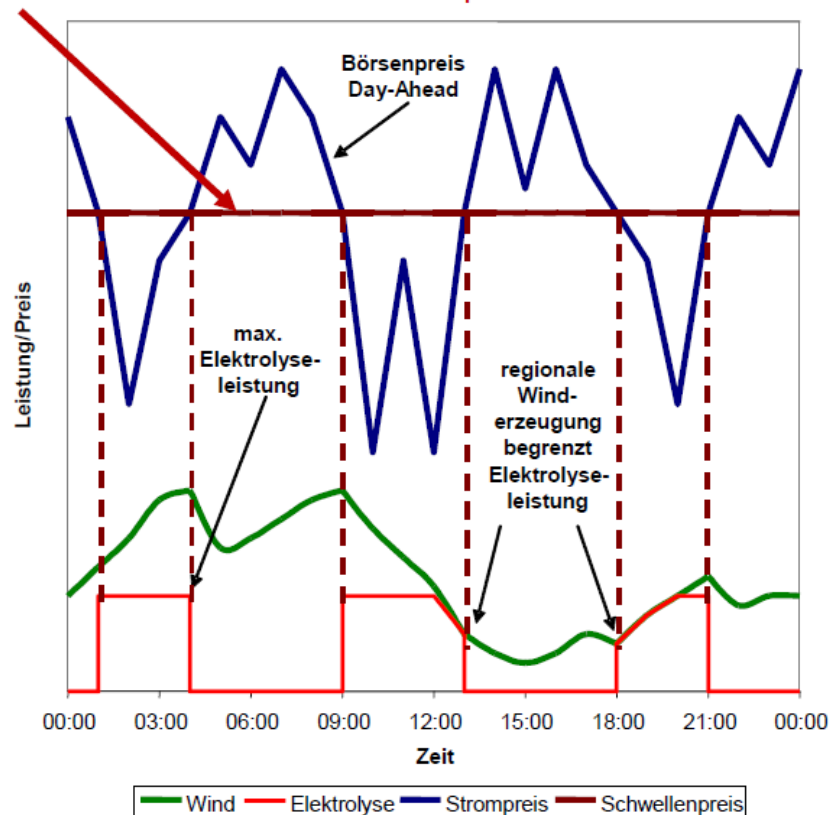
*** Andere Prozesse: z.B. Verteilung, Speicherung, AC/DC Umsetzung



Stündliche Produktionsentscheidung für Elektrolyse

 ludwig bolkow
systemtechnik

Preisschwelle wird durch Modell optimiert



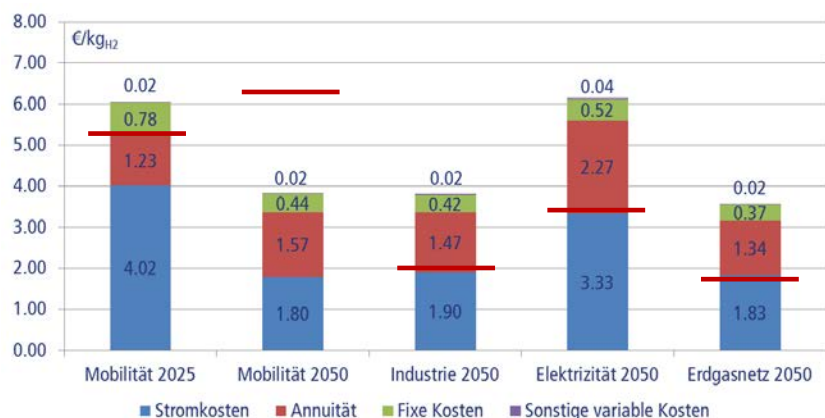
- Strombezug an der Börse EEX und Nutzung der Preisfluktuation im Hinblick auf Gewinnmaximierung durch Entkopplung von Wasserstoffbedarf und -nachfrage
- Produktionsentscheidung für Elektrolyse: Maximierung der stündlichen Cash Flow auf der Basis eines Schwellen-Transferpreises
- Präferenz für REG-Strom durch Einschränkung der H₂-Produktion in Zeiten geringen REG-Aufkommens
- Warmstartbedingungen @ 1% der Nominallast (= Verlust)
- Trocknungsverluste (ca. 5%)
- Keine aktive Regelleistung



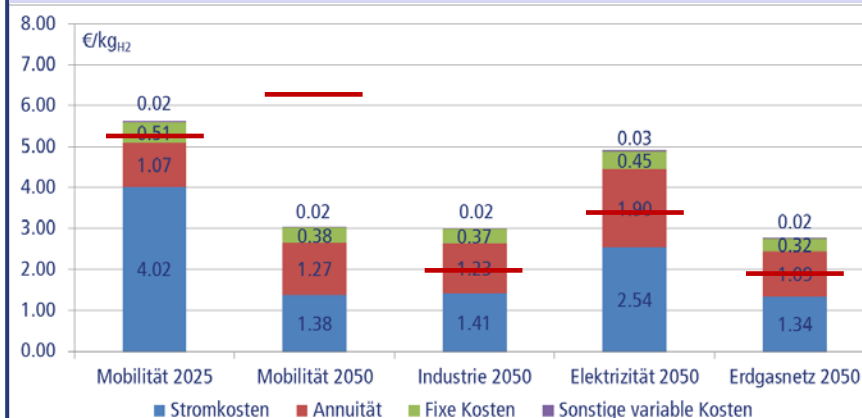
Analyse der Randbedingungen großtechnischer Wind-Wasserstoff-Speicherung

Vergleich Alkalische und PEM-Elektrolyse

Spez. H₂-Kosten alkalische Elektrolyse



Spez. H₂-Kosten PEM Elektrolyse



Analyse der Randbedingungen großtechnischer Wind-Wasserstoff-Speicherung

- Überschussstrom alleine nicht ausreichend für wirtschaftlichen Betrieb
Betriebsstunden sehr gering → hoher Einfluss von CAPEX steigt
aber: positiver Business Case bei Stromkosten gleich oder nahe Null)
- Vergleich der alkalischen und PEM Elektrolyse: unter den zugrunde gelegten Annahmen leicht höhere Profitabilität der PEM Elektrolyse

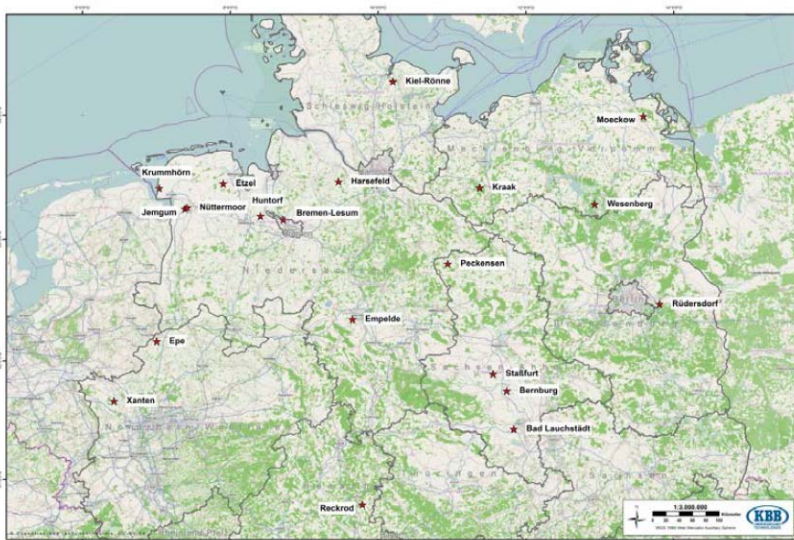
Sensitivitätsanalyse

- Moderater Einfluss des Elektrolyseinvestments auf die H₂-Bereitstellungskosten
- Geringer Einfluss des Kaverneninvestments auf Gesamtergebnis
→ Über- besser als Unterdimensionierung der Kaverne
- Überlastbetrieb der PEM Elektrolyse:
Reduktion der spez. H₂-Kosten durch Überlastbetrieb, aber Effekt insgesamt begrenzt
- Synergieeffekte durch gemeinsame Nutzung der Anlage für Mobilität und RV vorhanden:
→ Bessere Auslastung der Anlage → geringerer Investitionsbedarf

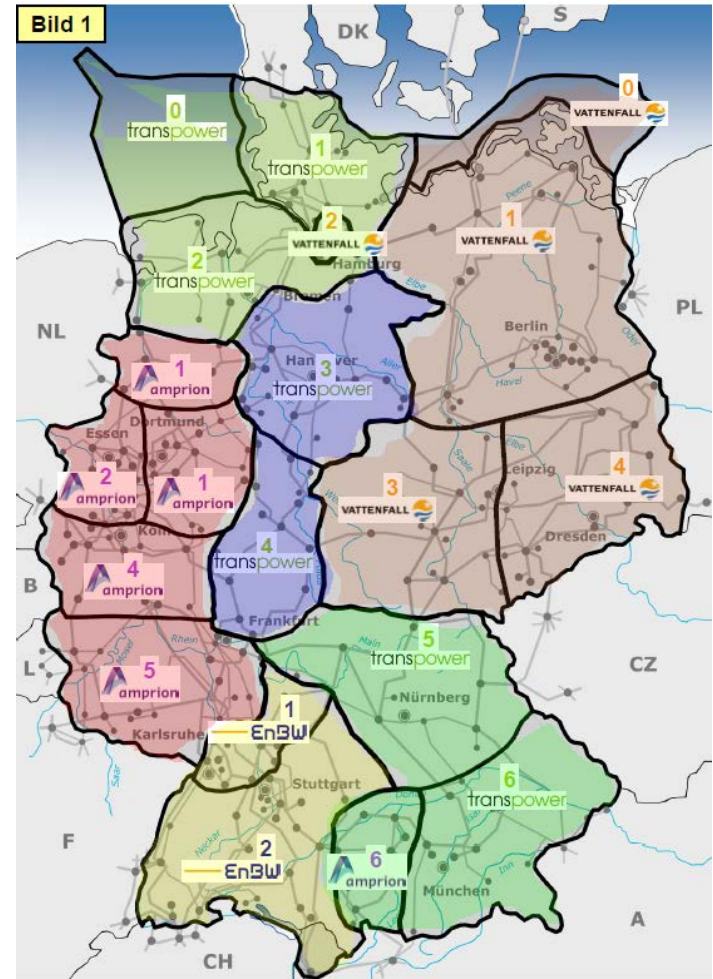


Bewertung der Integration zentraler versus dezentraler Wasserstofferzeugung

- Zuordnung der Kavernen (links) zu den Modellregionen (rechts)
- Verteilung der Elektrolyseursleistung:
 - Rückverstromung proportional zu Kavernenvolumen
 - Mobilität: proportional zur Anzahl zugelassener Fahrzeuge im Jahr 2011



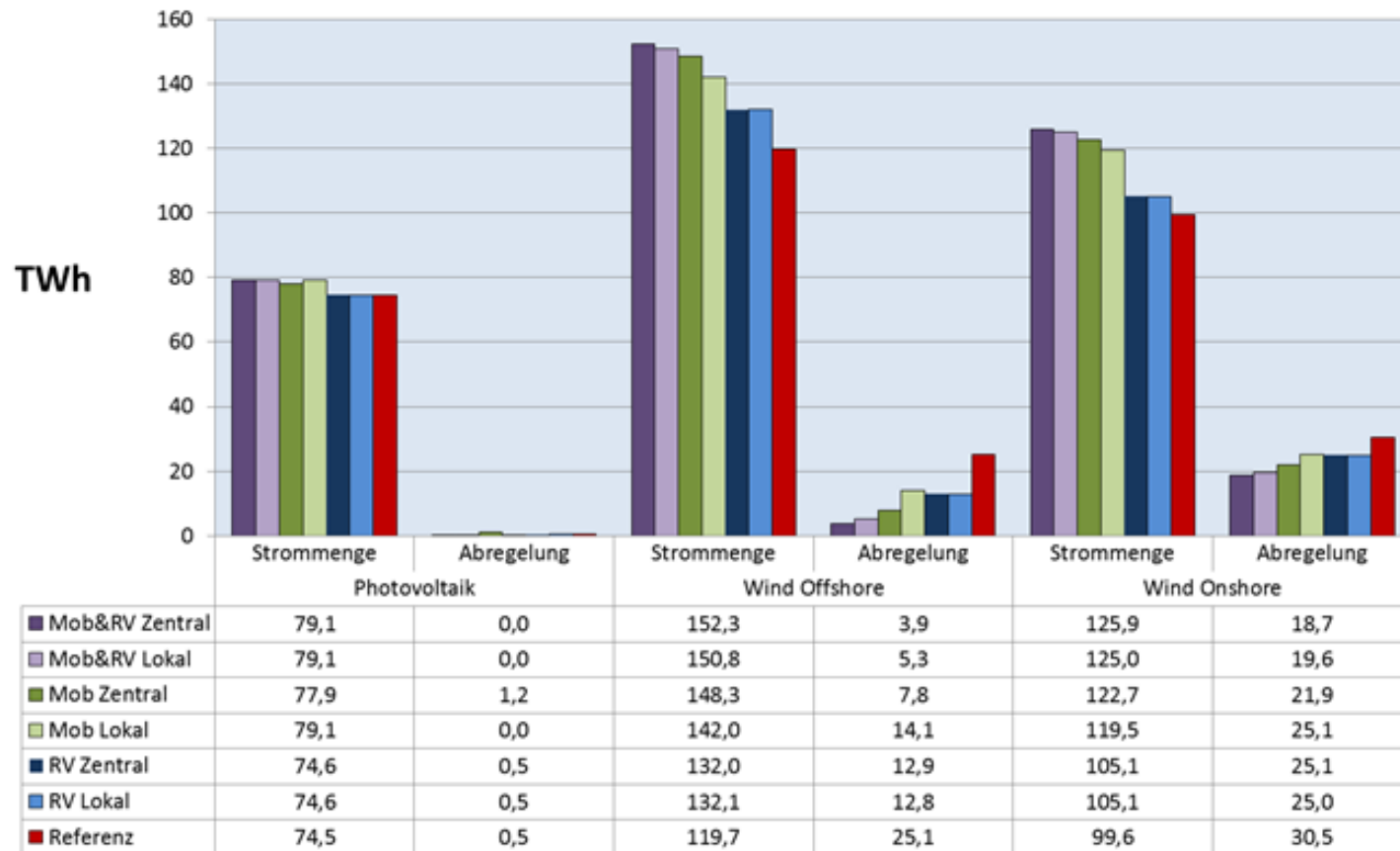
Quelle: KBB Underground



Regionenmodell Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Bewertung der Integration zentraler versus dezentraler Wasserstofferzeugung

Stromerzeugung und Abregelung der Windkraftanlagen und PV in den untersuchten Szenarien



Schlussfolgerungen

- Die aus volkswirtschaftlicher Perspektive optimierte Integration der Wasserstoffnutzung in das Energiesystem...
 - ...senkt die Abregelung der erneuerbaren Stromerzeugung und erhöht damit die Integration der fluktuierenden Erzeugung aus Wind und PV
 - ... erfordert eine Auslastung der Elektrolyseure von etwa 2500 h/a bis knapp 4000 h/a
- Die Kaverne wird als Saisonspeicher im System sowohl für die Rückverstromung als auch für den Verkehrssektor genutzt
- Der Betrieb der Elektrolyseure und des Kavernenspeichers passt sich sowohl an die Nachfrage aus der Mobilität als auch die Erzeugung aus Sonne und Wind an



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit

**und dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz,
Bau und Reaktorsicherheit**

für die Förderung



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz,
Bau und Reaktorsicherheit

